



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

ПРИКАЗ

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях повышенного газосодержания на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.054.23(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Фадеев Сергей Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

ПРИКАЗ

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

Максимова Ю. А.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Фадееву Сергею Евгеньевичу

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях повышенного газосодержания на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Урманскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1 Установка погружного электроцентробежного насоса 1.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

	<p>1.3 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН</p> <p>2.1 Влияние свободного газа на УЭЦН</p> <p>2.2 Влияние свободного газа у приема ЭЦН на рабочие характеристики</p> <p>3.1 Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине</p> <p>3.2 Подлив дегазированной жидкости</p> <p>3.3 Применение «конической» схемы насосов</p> <p>3.4 Применение газосепараторов</p> <p>3.5 Применение диспергаторов</p> <p>3.6 Применение мультифазных насосов</p> <p>4.1 Общие сведения о месторождении</p> <p>4.2 Характеристика состояния разработки месторождения и анализ структуры фонда скважин</p> <p>4.3 Анализ структуры действующего фонда Урманского НГКМ в разрезе осложнений</p> <p>4.4 Подбор УЭЦН</p> <p>5.1 Расчёт дополнительной добычи</p> <p>5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений</p> <p>5.3 Расчёт эксплуатационных затрат</p> <p>5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия</p> <p>6.1 Производственная безопасность</p> <p>6.2 Вредные факторы</p> <p>6.3 Опасные факторы</p> <p>6.4 Экологическая безопасность</p> <p>6.5 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях</p> <p>6.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
<p>1. Общие сведения о погружных электроцентробежных насосных установках и осложнениях при их эксплуатации</p> <p>2. Исследование влияния свободного газа на эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН</p> <p>3. Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа</p> <p>4. Технология подбора оборудования на Урманском НГКМ</p>	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1.	Общие сведения о погружных электроцентробежных насосных установках и осложнениях при их эксплуатации
2.	Исследование влияния свободного газа на эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН
3.	Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа
4.	Технология подбора оборудования на Урманском НГКМ
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6.	Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Фадеев Сергей Евгеньевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

ПРИКАЗ

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.01.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.2019	Общие сведения о погружных электроцентробежных насосных установках и осложнениях при их эксплуатации	10
3.04.2019	Исследование влияния свободного газа на эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН	15
16.04.2019	Анализ существующих систем и технологий защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа	15
29.04.2019	Технология подбора оборудования на Урманском НГКМ	30
23.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатовна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 21 рисунок, 9 таблиц, 34 источника.

Ключевые слова: нефть, скважина, установка электроцентробежного насоса, газосодержание, газовый фактор, добыча нефти, газосепаратор, диспергатор.

Объектом исследования являются добывающие скважины нефтяных месторождений, оборудованные УЭЦН, осложненные высоким газовым фактором.

Целью данной работы является проведение анализа работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания и предложение актуальных методов и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатации на месторождениях Западной Сибири.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях высокого газового фактора.

В процессе исследования был проведен анализ осложненного фонда скважин Урманского месторождения, подбор оборудования для эксплуатации. Были выбраны решения по снижению влияния высокого газосодержания, проведен расчет экономической эффективности внедрения газосепаратора - диспергатора на Урманском месторождении.

Область применения: фонд добывающих скважин нефтяных месторождений, оборудованных УЭЦН.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГЖС - газожидкостная смесь;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

УЭЦН - электроцентробежная насосная установка;

ЭЦН - электроцентробежный насос;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ТМС – термоманометрическая системы;

МФН – мультифазный насос;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

AGH – Advanced gas-handling device (диспергатор);

VGSA – Advanced vortex gas separator (вихревой газосепаратор);

MGH – Multiphase gas-handling system (мультифазный насос).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВКАХ И ОСЛОЖНЕНИЯХ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	14
1.1 Установка погружного электроцентробежного насоса	14
1.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН	15
1.3 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН	19
2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН	23
2.1 Влияние свободного газа на УЭЦН	23
2.2 Влияние свободного газа у приема ЭЦН на рабочие характеристики	25
3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ УЭЦН ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА	30
3.1 Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине	30
3.2 Подлив дегазированной жидкости	31
3.3 Применение «конической» схемы насосов	32
3.4 Применение газосепараторов	34
3.5 Применение диспергаторов	34
3.6 Применение мультифазных насосов	37
4 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ НА УРМАНСКОМ НГКМ	40
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
5.1 Расчёт дополнительной добычи	44
5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	45
5.3 Расчёт эксплуатационных затрат	45
1.4 Расчет экономического эффекта мероприятия	48
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	54
6.1 Производственная безопасность	54
6.2 Вредные факторы	55
6.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	55
6.2.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	56

6.2.3 Превышение уровня шума	57
6.2.4 Превышение уровня вибрации	57
6.3 Опасные факторы	58
6.3.1 Сосуды и аппараты под давлением	58
6.3.2 Электробезопасность	59
6.3.3 Пожаробезопасность	59
6.3.4 Механические повреждения	61
6.4 Экологическая безопасность	61
6.4.1 Защита атмосферы	61
6.4.2 Защита гидросферы	63
6.4.3 Защита литосферы	64
6.5 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях	64
6.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	69

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основным способом добычи нефти в России является эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено тем, что в условиях необходимости максимального отбора нефти и увеличивающейся обводненности месторождений они имеют следующие преимущества по сравнению с другими способами добычи (высокая производительность, простота монтажа и обслуживания, относительно большой межремонтный период и т.д.). Однако при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, нефтедобывающие компании сталкиваются с различными трудностями, такими как нестабильная работа установок в осложненных условиях, обусловленная множеством факторов [1].

Одним из таких факторов является повышенное газосодержание в скважине, которое приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, уменьшению его межремонтного периода и вследствие к снижению экономической рентабельности разработки.

При подъеме нефти на поверхность выделяется газ, накапливающийся в затрубном пространстве добывающих скважин (между колоннами насосно-компрессорных труб и обсадной колонной). Избыточное количество этого газа приводит к нежелательным последствиям в эксплуатации скважин, таким как увеличение динамического уровня в скважине и образование газогидратов.

В условиях наличия свободного газа в добываемой продукции может снизиться напор и соответственно КПД установки электроцентробежного насоса, происходит перегрев оборудования из-за недостаточного охлаждения, возникают риски срыва подачи и внутрисменные простои, что приводит к преждевременным отказам оборудования. С увеличением количества свободного газа повышается количество необходимых ступеней УЭЦН, снижается их напорная характеристика, что вызывает уменьшение депрессии,

оказываемой на пласт, и ведет к снижению дебита скважины. Для минимизации количества отказов оборудования, увеличения КИН и стабилизации работы УЭЦН в осложненных газовым фактором условиях разрабатываются и внедряются новые технологии и оборудование.

Цель работы: проведение анализа работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания и предложение актуальных методов и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатации на месторождениях Западной Сибири.

Задачи работы:

1. Определение уровня влияния повышенного газосодержания на технологические параметры и надежность эксплуатации УЭЦН;
2. Анализ современного оборудования и технологий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях (повышенном газовом факторе);
3. Оценка применимости и эффективности использования данных технологий и оборудования на Урманском НГКМ.

Объектом исследования являются скважины Урманского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованные УЭЦН, осложненные высоким газовым фактором.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВКАХ И ОСЛОЖНЕНИЯХ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1 Установка погружного электроцентробежного насоса

Электроцентробежная насосная установка (УЭЦН) представляет собой комплекс оборудования, предназначенный для механизированной добычи жидкости нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси с помощью центробежного насоса, который соединен с погружным электродвигателем. Область применения установки – высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитами $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут}$ и высотой подъема $500 \div 3500 \text{ м}$. Межремонтный период установок в среднем составляет 300 суток и более.

Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные. В зависимости от количества компонентов, содержащихся в перекачиваемой жидкости, насосы имеют три исполнения: обычное, коррозионностойкое и повышенной износостойкости.

В зависимости от максимального поперечного размера погружного агрегата установки делятся на три группы – 5; 5А; 6.

- установки группы 5 с поперечный габаритом 112 мм, применяются в скважинах с колонной обсадных труб, имеющих внутренний диаметр не менее 121,7 мм;
- установки группы 5А, имеющие поперечный габарит 124 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 130 мм;
- установки группы 6, имеющие поперечный габарит 140, 5 мм – в скважинах с внутренним диаметром не менее 148,3 мм.

Диаметры корпусов погружного агрегата для групп 5, 5А, 6 – 92 мм, 103 мм и 114 мм соответственно.

Пример условного обозначения установки – УЭЦНМК5А-250-1400, означает:

У – установка; Э – с приводом от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5А – группа насоса; 250 – подача, м³/сут; 1400 – напор, м; К – коррозионностойкое исполнение установки (добавляется перед обозначением группы).

Выделяют следующие условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальное содержание попутной воды – 99%;
- содержание попутного газа на приеме насоса – не более 25%; для установок, имеющих насосные модули - газосепараторы – не более 55%;
- максимальное содержание механических примесей не более 0,1 г/л для обычного и коррозионностойкого, 0,5 г/л для износостойкого;
- содержание сероводорода не более 0,01 г/л для обычного и износостойкого, до 1,25 г/л для коррозионностойкого;
- водородный показатель пластовой воды (рН) в пределах 6,0 – 8,3;
- максимальная температура перекачиваемой жидкости до 90 °С.

1.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

На сегодняшний день предложено большое количество различных схем и модификаций установок ЭЦН. На рисунке 1.1 представлена одна из наиболее часто встречаемых на промысле схем оборудования добывающей скважины установкой погружного электроцентробежного насоса.

Установка электроцентробежного насоса включает в себя следующие элементы:



Рисунок 1.1 – Состав УЭЦН

- наземное оборудование (трансформаторная подстанция, станция управления, устьевое оборудование скважины);

- подземное оборудование (погружной центробежный насос, погружной электродвигатель с гидрозащитой, которые спускаются в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, и кабельная линия).

Погружной электроцентробежный насос – это центробежный насос, состоящий из нескольких модуль-секций, которые в свою очередь состоят из множества ступеней (направляющих аппаратов) и большого количества рабочих колёс, собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу).

Для освоения скважины с получением требуемой нормы отбора жидкости, в оптимальном режиме работы и получения наибольшего экономического эффекта индивидуально подбираются необходимые типоразмеры и параметры насоса, погружного электродвигателя с гидрозащитой кабеля, диаметр насосно-компрессорных труб и глубина спуска насоса.

Обычно, в состав насоса входит нижняя секция с приёмной сеткой, средняя и верхняя секции, причём средних секций может быть несколько. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней,

количество которых определяется основными параметрами насоса – подачей и напором

Модуль – секция насоса состоит из следующих основных частей: корпус, вал, пакет ступеней (рабочие колёса и направляющих аппараты).

Принцип работы насоса заключается в следующем:

Жидкость, всасываемая через приемный модуль, поступает на направляющие аппараты (лопасти вращающегося рабочего колеса), под действием которых она разгоняется, приобретая скорость и давление и под действием возникающей центробежной силы через неподвижные каналы переменного сечения аппарата направляется к следующей ступени. Вследствие создаваемого разрежения, в освободившееся пространство вновь устремляется жидкость и цикл повторяется. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль предназначен для приема и подвода скважинной жидкости в насос, а также грубой очистки её от механических примесей. При откачивании скважинной жидкости, с содержанием свободного газа больше, чем 25% (по объему), между входным модулем и модулем – секцией устанавливается газосепаратор.

Входной модуль состоит из корпуса с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки и шлицевой муфты, служащей для соединения с другими модулями. Верхняя часть модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору, с помощью подшипников скольжения вала и шпилек.

Обратный клапан служит для предотвращения слива столба жидкости, находящейся в НКТ, а вследствие этого предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения его повторного запуска. Он устанавливается между верхней секцией насоса и сливным клапаном.

Сливной (спускной) клапан предназначен для слива жидкости из колонный насосно-компрессорных труб при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя представляет собой специальное устройство, состоящее из протектора и компенсатора. Она предназначена для:

- защиты внутренней полости двигателя от проникновения в неё пластовой жидкости;
- компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя;
- выравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- предотвращения утечек масла при передаче крутящего момента от вала электродвигателя к насосу.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается

неразъемной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления.

Трансформаторы трехфазные силовые масляные серии ТПМН, ТМПНГ служат для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учетом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы.

Термоманометрическая система типа ТМС предназначена для контроля ряда технологических параметров скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов типа УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы при перегреве ПЭД или снижении давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого. Система ТМС состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, выполняющего функции блока питания, усилителя – формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным насосом по давлению и температуре [1].

1.3 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН

На сегодняшний день УЭЦН являются самым распространенным нефтедобывающим оборудованием, ими добывается около 80% всей нефти в России. Они являются более выгодными чем штанговые насосные установки, по величине энергозатрат на тонну добываемой продукции при максимальных подачах. При работе УЭЦН в скважинах с осложненными условиями добычи большой проблемой является изменение технико – экономических показателей установки в худшую сторону.

Существует множество факторов, препятствующих более рациональной эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. Факторы, влияющие на работу УЭЦН, можно разделить на две группы [2]:

- геологические факторы, обязанные своим происхождением условиям формирования нефтяной залежи: (отложения солей и АСПО; вода; свободный газ; наличие механических примесей в скважинной продукции);
- факторы, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок: (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружного оборудования).

При воздействии этих осложнений, порознь или совместно, резко снижается эффективность работы погружных насосных установок. В зависимости от расположения месторождения осложняющие факторы, которые влияют на работу УЭЦН могут значительно отличаться.

В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием.

Прежде чем рассматривать методы по борьбе с осложнениями, следует разобраться в сущности процессов, приводящих к снижению эффективности работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН.

По причине содержания в своем химическом составе асфальтенов и смол – природных эмульгаторов, нефть склонна к образованию эмульсий. Этому процессу также способствуют глина и песок, содержащиеся в откачиваемой продукции. При прохождении пластовой жидкости через рабочие агрегаты УЭЦН происходит формирование эмульсии, вязкость которой может превышать вязкость чистой нефти в десятки раз. Это происходит по причине того, что ЭЦН является хорошим диспергатором, а вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяной смеси. Максимов В.П. и Мищенко И.Т. в своих работах [3,4] отмечают, что максимальные значения вязкости характерны для эмульсий с обводненностью 40-60 %. Увеличение вязкости перекачиваемой ЭЦН жидкости негативно сказывается на его рабочих характеристиках. В качестве критерия для оценки изменения параметров работы насоса в работе Л.С. Каплана [5], были предложены коэффициент подачи насоса и межремонтный период работы. При работе насоса в интервале обводненности 40-60 % коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшился примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сократилась в 1,5 раза. Кроме этого, было установлено, что влияние высоковязкой эмульсии на насосы с большей подачей выражено меньше.

Высокоминерализованные пластовые воды являются одним из серьезных осложнений при эксплуатации УЭЦН. Их появление в откачиваемой жидкости приводит к таким серьезным нарушениям в работе насоса, как отложение солей в его рабочих органах и высокой коррозии оборудования.

При добыче нефти её неизменным спутником является природный газ. Попадая в рабочие органы насоса, он приводит к образованию полостей и пустот (газовых каверн), размеры которых соизмеримы с размерами канала ступени. Энергообмен между рабочим колесом насоса и жидкостью ухудшается, приводя к перегреву оборудования и возникновению риска срыва подачи.

Несмотря на вредное влияние газа при добыче маловязкой нефти, его появление в водонефтяных эмульсиях, обладающих повышенной вязкостью, и

нефтях с неньютоновскими свойствами, приводит к увеличению показателей работы насоса. Это обусловлено тем, что в жидкости происходит разрушение структурных связей при выделении газа, приводящее к повышению её текучести.

В добываемой скважинной продукции содержатся различные механические примеси. Частицы солей, продукты разрушения горной породы и приносимые с дневной поверхности при различных ремонтах скважин механические примеси попадают в погружной центробежный насос, приводя к изнашиванию его рабочих органов, вследствие абразивного эффекта.

Для предупреждения осложнений, связанных с содержанием механических примесей в продукции скважины, ведется контроль за их содержанием в добываемой продукции. По регламенту их количество в добываемой жидкости не должно превышать 0,1-0,5 г/л.

Другой группой факторов, оказывающих влияние на работу УЭЦН являются осложнения, связанные с конструкцией скважины и компоновкой насосного агрегата. Рассмотрим некоторые из них.

С увеличением глубины погружения насоса, температура откачиваемой им жидкости растет, что приводит к уменьшению долговечности материала кабеля и обмоточного провода ПЭД. Это может приводить к таким последствиям, как пробой в изоляции и выход из строя ПЭД.

При кустовом бурении также возникает множество осложнений при спуске и эксплуатации УЭЦН. Было определено, что в интервалах набора кривизны, составляющих 2 градуса и более на 10 м ствола возрастает количество отказов оборудования, чаще происходит падение установок на забой скважины. Это происходит из-за воздействия на силовой кабель и корпуса узлов УЭЦН изгибающих и сминающих сил.

Ситуация усугубляется тем, что осложнения редко когда встречаются по отдельности. Скважины, эксплуатируемые с помощью УЭЦН, часто имеют множество осложнений, которые в совокупности ухудшают её показатели и снижают эффективность работы насосного агрегата.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

2.1 Влияние свободного газа на УЭЦН

В связи с массовым переходом на напорную систему сбора нефти, произошел рост давлений на устье скважин, что в свою очередь привело к увеличению затрубного давления газа. Увеличение давления газа на устье скважины, как правило, происходит из-за удаленного расположения автоматической групповой замерной установки (высокое давление в выкидной линии), неровностей рельефа, а также высокой вязкости добываемой продукции и т.д.

При росте количества газа в затрубном пространстве (между колонной НКТ и осадной колонной) происходит увеличение температуры корпуса насоса, образование газогидратов, снижение полезного объема жидкости в ступенях насоса, блокирование потока жидкости и снижение динамического уровня в скважине. При достижении динамическим уровнем своего критического значения по причине превышения допустимого входного газосодержания на приеме насоса происходит срыв подачи и остановка добычи нефти.

Газогидраты могут образовываться в затрубном пространстве скважин по следующим причинам:

- остановка скважины, вследствие которой происходит охлаждение жидкости;
- присутствие влаги в скважинной жидкости;
- наличие свободной газовой фазы на участках скважин, которые расположены выше зоны, соответствующей давлению насыщения нефти газом.

По статистике отложения гидратов в скважинах, наиболее часто они откладываются в верхней части насосно-компрессорных труб и в затрубном пространстве над динамическим уровнем. Газогидраты перекрывают

пространство между НКТ и обсадной колонной, приводя к снижению дебита жидкости или полному прекращению подачи. Из-за снижения динамического уровня в скважине возникает необходимость в большем заглублении насоса, что влечет за собой дополнительные расходы на НКТ, кабель, а также увеличивает нагрузку на колонну НКТ.

Газ, накапливающийся в затрубном пространстве скважин, приводит к появлению целого ряда осложнений (рис. 2.1): снижению притока жидкости из скважины, уменьшению подачи насоса, а при сильном снижении динамического уровня – её срыву, гидратообразованию, повышенному износу узлов УЭЦН вследствие влияния коррозии, неблагоприятному влиянию на атмосферу при «разрядке скважины» и др.

В связи с большим негативным влиянием газа на эффективность эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН необходимо проведение комплексных исследований (в промысловых условиях) и усовершенствование существующих технологий и оборудования, направленных на снижение его отрицательного воздействия [7].



Рисунок 2.1 – Осложнения, возникающие при работе насосного оборудования в скважинах с высоким газовым фактором

2.2 Влияние свободного газа у приема ЭЦН на рабочие характеристики

На характеристики электроцентробежных насосов влияет множество факторов, одним из которых является повышенное содержание газа на приеме насоса. Величина объемного газосодержания на входе в насос $\beta_{вх}$ определяется как отношение расхода газа к подаче газожидкостной смеси:

$$\beta_{вх} = \frac{Q_{г.вх}}{Q_{г.вх} + Q_{жс}}, \quad (2.1)$$

где $Q_{г.вх}$ – объемный расход свободного газа у входа в насос при термодинамических условиях;

$Q_{жс}$ – объемная подача жидкости в аналогичных условиях.

Величина газосодержания на входе насоса выражается как в процентах, так и в долях единицы [8].

При работе насоса на газожидкостной смеси (ГЖС) наличие большого количества свободного газа в ней негативно сказывается на его напорно – расходных и энергетических характеристиках, вследствие смещения режима работы насосы от оптимальной области влево по напорной кривой, приводя к снижению напора, мощности, подачи и КПД. На рисунке 2.2 показан характерный вид напорно-расходных кривых при различном газосодержании на входе насоса.

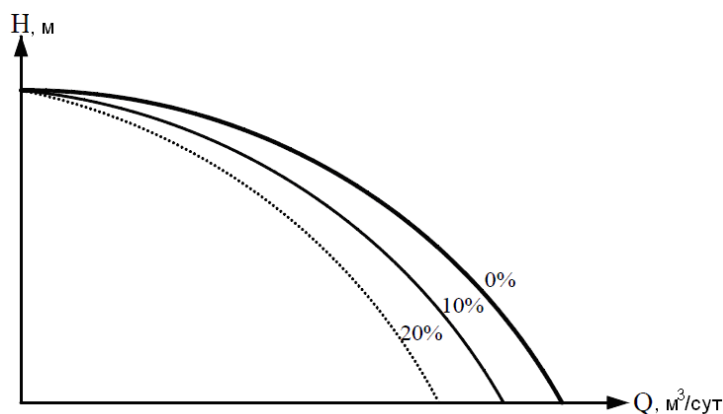


Рисунок 2.2 – Напорная характеристика насоса при различном газосодержании

Смещение режима работы насоса от оптимального происходит из-за деградации напора, так как эмульгированный газ в ГЖС увеличивает её объем, который проходит через первые рабочие ступени насоса. Часть энергии, подводимой к валу насоса, расходуется на сжатие газовых пузырьков и их растворение в пластовой жидкости, вследствие чего снижается КПД насоса. В насосно-компрессорных трубах часть этой энергии возвращается в виде газа, выделяющегося из нефти, создавая эффект газлифта, который способствует подъему скважинной жидкости на поверхность и уменьшает требуемый для работы скважины напор.

При визуальном наблюдении структуры потока газожидкостной смеси в каналах центробежного насоса с помощью стробоскопа, была выявлена основная причина резкого ухудшения параметров его работы при росте газосодержания, которая заключалась в образовании в каналах направляющих аппаратов и рабочих колёс насоса полостей (газовых каверн), которые не участвовали в общем течении ГЖС через каналы.

Структурные формы течения ГЖС были определены П.Д. Ляпковым на основе проведения эксперимента на водовоздушных смесях. На рисунке 2.3 представлены зарисовки типичных форм движения газожидкостного потока [9].

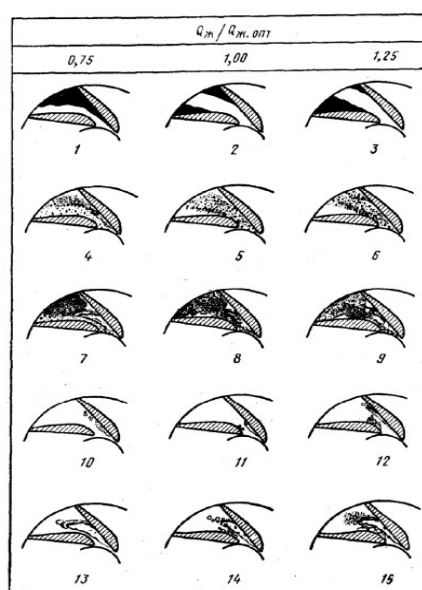


Рисунок 2.3 – Структура потока ГЖС в каналах рабочего колеса центробежного насоса

Вследствие появления газовых каверн и пустот в рабочих аппаратах насоса уменьшается пропускная способность каналов, ухудшается процесс обтекания лопастей насоса и нарушается энергообмен ЭЦН с перекачиваемой смесью. При использовании насосов в режимах искусственной кавитации, в условиях дальнейшего повышения газосодержания на приеме, может происходить срыв подачи.

Механизм образования засоренности насоса газом при низких забойных давлениях и образующегося из-за этого перепада давления, при котором возможно движение жидкости вдоль трубы с ускорением, можно исследовать, используя следствие уравнения Бернулли. Для этого за характерные параметры принимаются: давление – p и осевая скорость потока – v в активной первой ступени насоса.

$$p_1 + \frac{p_{i1} v_1^2}{2} = p_2 + \frac{p_{i2} v_2^2}{2}, \quad (2.2)$$

где p_1 – давление в момент времени $t = 0$, когда скорость v_1 минимальна, и p_2 – в момент времени $t = T$, когда скорость v_2 максимальна;

$\frac{p_{i1} v_1^2}{2}, \frac{p_{i2} v_2^2}{2}$ – скоростной напор (динамическое давление) при $t=0$ и $t=T$ соответственно.

Вычитая из левой и правой части уравнения минимальное давление в потоке, при котором происходит разгазирование – $p_{\text{нас}}$, и затем деля их на $(\frac{p_{i1} v_1^2}{2})$, получаем выражение для определения расчетного числа начала разгазирования.

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{p_{i1} v_1^2}{2}} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{v_1^2}, \quad (2.3)$$

где $p_{\text{кав}}$ – давление кавитации, МПа.

Для определения числа устойчивости, необходимо учитывать тот факт, что разгазирование возникает при условии $p_1 = p_{\text{нас}}$, что соответствует работе насоса в неустойчивом режиме:

$$\sigma = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{p_{\text{с1}} v_1^2}{2}}, \quad (2.4)$$

или

$$p_1 = \sigma \Delta p + p_{\text{нас}}, \quad (2.5)$$

где Δp - скоростной напор первой ступени (перепад давления после и до первой ступени насоса).

Условие устойчивой работы УЭЦН во время разгазирования характеризуется уравнением (2.5), но только при соответствующих коэффициентах безопасности. Таким образом, если во время работы насоса давление на его приеме будет выше, чем давление насыщения нефти газом, то растворенный газ будет выделяться только выше насоса.

Согласно исследований Маркелова Д.В., Дроздова А.Н., Ляпкина П.Д., Мищенко И.Т. не только количество свободного газа на входе в насос, но и его дисперсность в ГЖС оказывает большое влияние на работоспособность ЭЦН. В РГУ нефти и газ им. И.М. Губкина были проведены несколько экспериментальных исследований влияния свободного газа на характеристику погружных центробежных насосов различных типов на модельных смесях «вода-воздух», «вода-ПАВ-воздух» с использованием стендовой установки [6]. Результаты исследований, полученные в ходе эксперимента, позволили сделать несколько выводов:

1. При работе погружных насосов на смеси «вода-воздух» происходит снижение рабочих параметров насоса: подачи, напора, КПД и мощности.
2. Снижение рабочих параметров насоса зависит от количества газа, содержащегося в скважинной жидкости. При повышении газосодержания до определенного предела может возникать срыв подачи насоса, приводящий к его остановке.
3. Оптимальная область работы насоса резко уменьшается по мере увеличения количества газа в откачиваемой газожидкостной смеси.

Гафуров О.Г. в своей работе провел экспериментальное исследование влияния структуры газожидкостного потока на характеристики насоса [10]. В

результате им было определено, что для увеличения максимального газосодержания на входе в насос до значений $\Gamma=0,25$ необходимо увеличить дисперсность газа. Для увеличения дисперсности газовой фазы можно использовать диспергаторы, устанавливающиеся на входе в насос.

Группа ученых под руководством Н.Н. Репина провела исследования по совместной работе ступеней в многоступенчатом погружном насосе [11]. В результате проведения эксперимента они установили, что напор, который развивает одна ступень, увеличивается по мере роста её порядкового номера. Причиной этого является изменение дисперсности газовой фазы в потоке при его продвижении к верхним ступеням насоса, то есть изменение физико-химических свойств газожидкостной смеси.

Проанализировав представленные выше работы, можно сделать вывод о том, что задача рационального использования УЭЦН в скважинах, осложненных высоким газовым фактором в полной мере не была решена, поскольку данные экспериментальные исследования были проведены в области небольших газосодержаний на входе насоса (0,01-0,1). Применение данных методов возможно только для погружных центробежных насосов, работающих с числом оборотов в минуту 2800-2900.

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ ЗАЩИТЫ УЭЦН ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА

Газовый фактор нефтей на разрабатываемых месторождений может изменяться в достаточно широком диапазоне. Технические условия эксплуатации установок погружных центробежных насосов позволяют добывать скважинную продукцию с допустимым значением газосодержанием на входе в насос – 25%. В промысловых условиях в зависимости от типоразмера насоса эта величина колеблется в пределах 5-25 %.

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН [1]:

- спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах;
- подлив дегазированной жидкости;
- использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых);
- оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями;
- установка диспергаторов на приеме насоса;
- применение мультифазных насосов.

3.1 Спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине

При увеличении глубины спуска ЭЦН под динамический уровень жидкости происходит рост давления на приеме насоса, что в свою очередь приводит к уменьшению газосодержания смеси на приеме насоса. Ранее этот метод активно применялся на промыслах, но из-за политики интенсификации

добычи нефти, которую в настоящее время ведут большинство ведущих нефтедобывающих компаний в России, связанной со значительным снижением давлений на забое, он является неэффективным, так как даже при значительном заглублении насоса и спуске его до кровли пласта входное газосодержание не удается уменьшить до оптимальных величин.

Несмотря на организационную и технологическую простоту данного метода, его применение с точки зрения экономического эффекта нецелесообразно, так как расходы на спуск оборудования (НКТ, кабель) на глубину сопоставимую с глубиной скважины слишком высоки и существует множество ограничений по его применению.

3.2 Подлив дегазированной жидкости

Сущность данного метода борьбы с пагубным влиянием газа на УЭЦН заключается в том, что в затрубное пространство скважины подливают дегазированную жидкость. В результате объемное содержание газа в ГЖС на приеме в насос уменьшается, что обеспечивает более стабильную его работу.

Были проведены несколько испытаний этого метода в скважинах, оборудованных УЭЦН, где обводненность продукции достигала больших величин – 60-80 %. Он показал небольшую эффективность, так как производительность насоса по жидкости и нефти изменилась незначительно (прирост – 5-8 м³/сут и 1-2 м³/сут соответственно) [12].

Этот метод не получил широко распространения вследствие ряда недостатков:

- при подливе дегазированной жидкости в затрубное пространство увеличивается противодавление на пласт (добычные возможности скважины не реализуются в полной мере);
- снижение надежности ПЭД из-за худших условий охлаждения;
- дополнительные затраты электроэнергии вследствие необходимости подъема подлитой жидкости на поверхность.

3.3 Применение «конической» схемы насосов

Так называемые конические насосы применяются на нефтегазодобывающих промыслах уже довольно давно. «Конический» насос представляет собой насос, который состоит из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи. В нижней секции насоса устанавливаются ступени с большей номинальной подачей, после них в направлении к устью расположены ступени с меньшей номинальной подачей. В идеальном варианте конический насос должен содержать три пакета ступеней различной конструкции. Компоновка такого типа насоса, следующая: нижняя секция – ступени самой большой производительности, промежуточная секция с меньшей производительностью и верхняя секция со ступенями наименьшей производительности (рис. 3.1).

Преимущества данного типа насоса по сравнению с серийным ЭЦН:

- большее допустимое газосодержание на входе в насос, т.к. его ступени в нижней части, имеющие наибольшую производительность, способны пропускать большой объем свободного газа;
- меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого меньшая температура ПЭД и большая надежность работы.

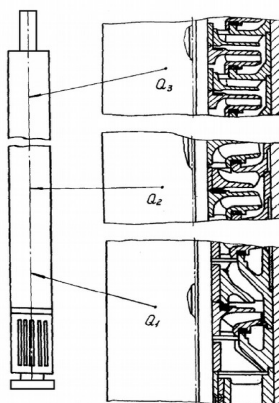


Рисунок 3.1 – Схема «конического» насоса

В работе Агеева Ш.Р. [13] также отмечается, что использование ступеней различной производительности в «конических» насосах обеспечивает

соблюдение требования эксплуатации всех ступеней в диапазонах рабочей части характеристик применяемых ЭЦН (рис. 3.2).

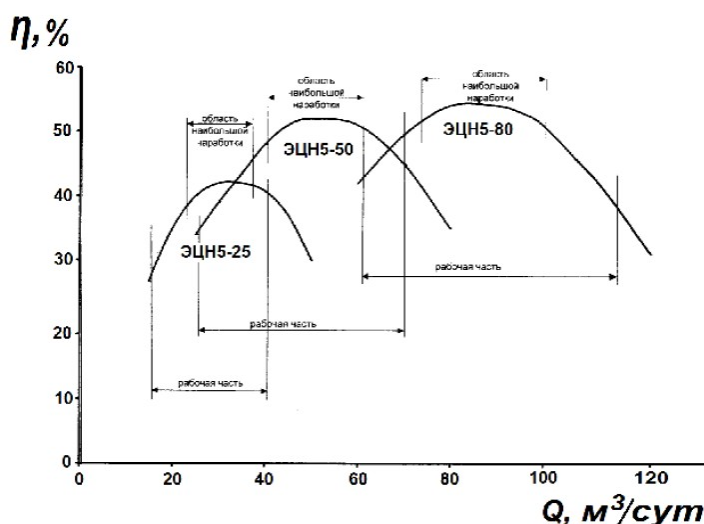


Рисунок 3.2 – Сопоставление характеристик различных типоразмеров ЭЦН по КПД и подаче.

Схемы «конических» насосов в настоящее время предлагаются различными отечественными производителями («АЛНАС», «Новомет-Пермь», «Борец») и американскими фирмами («РЭДА» и «Центрилифт»).

В применении данного метода существует ряд существенных ограничений:

- положительный эффект достигается только при относительно небольшом газосодержании на входе насоса;
- трудности при установке из-за разных диаметральных габаритов ступеней;
- трудоёмкий расчет оптимальной «конической сборки», пренебрежение которым на производстве ведет к низкому эффекту от применения;
- ступени ЭЦН большей номинальной подачи не всегда испытывают меньшее влияние свободного газа по сравнению со ступенями меньшей производительности (влияние газа может быть сильнее чем на обычный серийный ЭЦН).

Несмотря на данные недостатки метод применения «конической» схемы насоса имеет некоторые перспективы, связанные с созданием насосов специальных конструкций, менее подверженных влиянию свободного газа.

3.4 Применение газосепараторов

Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации.

3.5 Применение диспергаторов

В настоящее время вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, который связан с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Зачастую газосодержание на приёме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора. Однако сейчас серийно выпускаются и отдельные модули – диспергаторы, которые применяют с погружными насосами без газосепараторов.

Зарубежными и отечественными производителями серийно изготавливаются следующие диспергирующие устройства: Advanced Gas Handler (AGH) фирмы «РЭДА», диспергатор ОАО «Борец», устройство Gas Master фирмы «Центрилифт», а также диспергаторы ЗАО «Новомет-Пермь».

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от обычных (рис. 3.7.). Пакет может быть помещен в отдельный корпус или смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней может достигать 20 — 40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита [1].

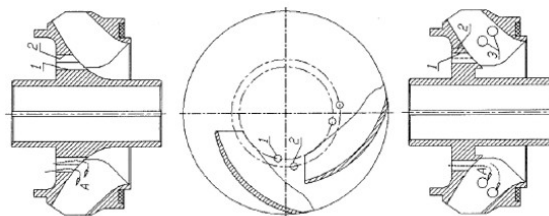


Рисунок 3.7 – Рабочие колеса диспергатора типа AGH

В рабочих колёсах диспергатора AGH имеется дополнительный ряд отверстий (отверстия 1, 2 на рис. 3.7), обеспечивающий циркуляцию некоторого количества жидкости между лопатками. Основным плюсом использования данных отверстий является уменьшение воздействия центробежной силы, активизирующей сепарацию газа в насосе, что позволяет отсепарированному газу опять смешиваться с основным потоком и растворяться в жидкости. В каждой крыльчатке также установлены балансные отверстия (уравнивающие давление).

Несмотря на то, что промышленные испытания данного типа диспергаторов прошли успешно, он имеет некоторые недостатки:

- данная конструкция рабочих колёс диспергатора приводит к увеличению объемных утечек между лопастями, что снижает его эффективность;
- в таких ступенях подъем жидкости должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Диспергатор AGH может устанавливаться как на стандартный входной модуль ЭЦН, так и совместно с газосепаратором (рис. 3.8). Выбор будет зависеть от количества свободного газа на приеме насоса или наличия пакера.

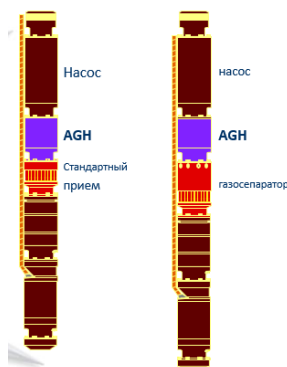


Рисунок 3.8 – Схема установки диспергатора

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На рисунке 3.9 представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левый) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правый).

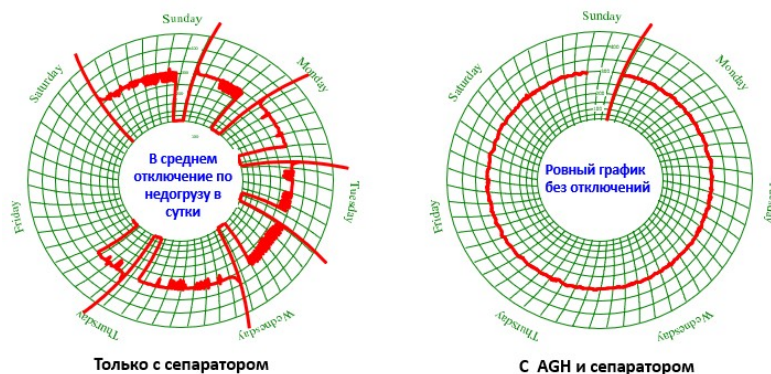


Рисунок 3.9 – Токовые диаграммы ПЭД

Первичной целью использования диспергаторов является предотвращение образования газовых пробок в насосе, приводящих к его неустойчивой работе и являющихся причиной выхода его из строя (если неправильно установлена защита насоса). Диспергатор в отличие от газосепаратора не отделяет газ, а наоборот «запрессовывает» его в основной поток в жидкости, гомогенизируя структуру жидкости.

Преимущества использования диспергаторов:

- меньшая вибрация и пульсация потока в НКТ;
- использование диспергатора позволяет эксплуатировать ЭЦН с входным газосодержанием до 55%;
- при использовании диспергатора свободный газ не выбрасывается в затрубное пространство, а растворяется в жидкости, вследствие чего он выделяется после прохождения всех ступеней насоса в НКТ, где совершает дополнительную работу по подъему жидкости.

Диспергатор позволяет эксплуатировать УЭЦН с максимально допустимым содержанием свободного газа на входе – 55 %, а при установке его вместе с газосепаратором входное газосодержание может достигать 68%.

3.6 Применение мультифазных насосов

При работе ЭЦН, в процессе перекачки им скважинной продукции, возникают центробежные силы, отделяющие газ от жидкости. Небольшие пузырьки газа сталкиваются друг с другом и объединяются в большие по размеру пузыри, называемые газовыми кавернами. Газовые каверны остаются в рабочих органах насоса, препятствуя его нормальной работе и ухудшая рабочие характеристики. В погружных осевых насосах используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Центробежные силы в ступенях таких конструкций намного меньше, чем в стандартных ступенях ЭЦН. На рисунке 3.10 представлена рабочая ступень МФН «Посейдон», разработанного компанией Schlumberger. Особое конструктивное исполнение (геликоидальный шнек) данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой ими продукции [1].

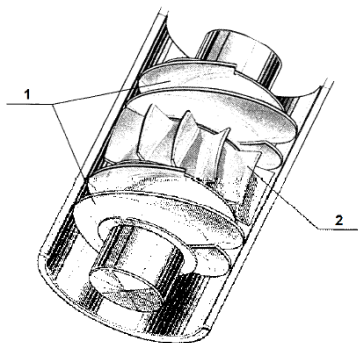


Рисунок 3.10 – Ступень погружного МФН «Посейдон»:

1 – шнеки, 2 – выправляющий аппарат.

Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН) [15]. МФН является предвключенным устройством и предназначен для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей до 75 % свободного газа на входе в насос. Высокое допустимое газосодержание осевой шнековой ступени объясняется хорошими антикавитационными свойствами

шнека. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу. Он может быть установлен как в комбинации с газосепаратором, когда газ будут выделяться в затрубное пространство, так и вместе со стандартным приемом ЭЦН, если требуется прохождение всего газа через насос.

Давление, создаваемое в МФН, намного меньше, чем давление в ЭЦН. Благодаря этому сжатия газа в нем практически не происходит и весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление. Это частично компенсируется создаваемым газлифт-эффектом выделяющегося из нефти газа в НКТ. Несмотря на газлифт-эффект, полной компенсации потерянного давления в основном насосе не происходит, что требует дополнительного увеличения количества его ступеней.

Благодаря особой конструкции ступеней МФН, он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, до высоких концентраций нерастворенного газа на входе. При увеличении количества свободного газа на приеме смещается только правая граница диапазона подач, в которых МФН создает давление. При проектировании МФН правая граница выбирается так, чтобы при ее смещении из-за увеличения концентрации газа сохранялся достаточно широкий диапазон подач, в которых МФН создает напор и препятствует образованию неподвижных газовых пробок в основном насосе. Следовательно, МФН противодействует сужению рабочего диапазона подач ЭЦН на газо-жидкостных смесях.

На данный момент МФН выпускаются различными производителями: МФОН-5 фирмы ЗАО «Новомет-Пермь», МФН «Poseidon» компании REDA.

МФН Посейдон справляется с высоким газосодержанием на приеме насоса лучше, чем диспергатор (AGH) или газосепаратор, что приводит к усилению напора и приросту в уровне добычи на скважине (рис. 3.11).

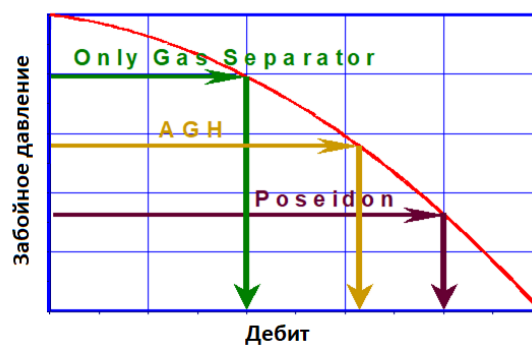


Рисунок 3.11 – График характеристик приема насоса

Мультифазный насос имеет следующие преимущества:

- повышает производительность УЭЦН, в условиях высокого газосодержания;
- при его использовании, по аналогии с диспергатором, газ не выбрасывается в затрубное пространство, а совершает дополнительную работу, выделяясь в НКТ;
- предотвращает образование газовых пробок в рабочих колесах ЭЦН, благодаря особой конструкции рабочих органов;
- стабилизирует токовую диаграмму ПЭД, обеспечивая стабильную работу установки;
- применяется там, где использование газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, наклонные и горизонтальные участки и др.).

4 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ НА УРМАНСКОМ НГКМ

Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Фадееву Сергею Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исходные данные для определения стоимости ресурсов, принятые на основании цен ООО «Газпромнефть-Восток»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (18%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора
2. Определение экономической эффективности	Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по установке газосепаратора-диспергатора

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Расчетные формулы
- Таблицы:
 - Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования
 - Исходных данные для расчета экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Фадеев Сергей Евгеньевич		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из основных проблем при эксплуатации установок погружных электроцентробежных насосов в условиях Западной Сибири является повышенное газосодержание на входе в насос, приводящее к срывам подачи и выходу из строя дорогостоящего оборудования. Для решения данной проблемы может быть применен газосепаратор-диспергатор, который устанавливается вместо входного модуля. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода, а вследствие этого дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке газосепаратора-диспергатора на прием ЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	10	10
Средняя наработка на отказ, сут.	108	226
Средняя продолжительность ремонта, час	130	130
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	512600	512600

Продолжение таблицы 5.1

Затраты на приобретение газосепаратора-диспергатора ГСНД5-250, руб./ед.	0	60000
---	---	-------

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	25749,79
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	70,01
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСП*	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	6312,8
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	64
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	62,71
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	60

* по данным на 2018 год

** средневзвешенный за 2018 год

5.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин газосепаратором-диспергатором вычислим согласно РД 39-0147035-202-86 «Методические указания по определению экономической эффективности в нефтедобывающей промышленности» [18]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП}, \quad (5.1)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

K_3 – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}}, \quad (5.2)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ГСНД5-250, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки газосепаратора-диспергатора, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}}$$

(5.3)

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}}, \quad (5.4)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ГСНД5-250 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/108 = 3,38$$

$$N_{\text{после}} = 365/226 = 1,615$$

$$\Delta \text{МРП} = (3,38 - 1,615) \times \frac{130}{24} \times 10 = 95,58 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 95,58 = 95,58 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании газосепаратора-диспергатора составил:

$$Q_n = 10 \times 365 + 95,58 = 3745,58 \text{ т.}$$

5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ГСНД5-250:

$$З_{ед} = 60000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 28.04.2018) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Газосепаратор - диспергатор» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ2 – 330.28, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 50 % в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_t = C_n \times H_A / 100\% = 60000 \times 50\% / 100\% = 30000 \text{ руб.}, \quad (5.5)$$

где C_n – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;
 H_A – норма амортизационных отчислений, %.

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема

добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ГСНД5-250 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_n \times Y_э, \quad (5.6)$$

где $Y_э$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$З_э = 3650 \times 64 = 233600 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \times Y_{тн}, \quad (5.7)$$

где $Y_{тн}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$З_{тн} = 3650 \times 313,6 = 1144640 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = Q_n \times Y_п, \quad (5.8)$$

где $Y_п$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_п = 3650 \times 308,4 = 1125660 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_n \times X \times Y_т, \quad (5.9)$$

где $Y_т$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X - доля нефти на экспорт, %.

$$З_т = 3650 \times 0,5 \times 1012 = 1846900 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от}, \quad (5.10)$$

где $Y_{от}$ — удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}}, \quad (5.11)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T, \quad (5.12)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб}$$

$$З_{\text{рем}} = 3,38 \times 820664 = 2773844,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ГСНД5-250:

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0}, \quad (5.13)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{8048244,32}{3650} = 2205 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ГСНД5-250:

Энергетические затраты:

$$З_3 = 3745,58 \times 64 = 239717,1 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{\text{тн}} = 3745,58 \times 313,6 = 1174613,9 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{\text{п}} = 3745,58 \times 308,4 = 1155136,87 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{\text{т}} = 3745,58 \times 0,5 \times 1012 = 1895263 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{\text{от}} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{\text{рем}} = 1,615 \times 820664 = 1325372,4 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ГСНД5-250 определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{\Delta_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q}, \quad (5.14)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6713703,72}{3650 + 95,58} = 1792,4 \text{ руб/т.}$$

1.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta \Delta}{(C + E_n \times K)} \times 100\%, \quad (5.15)$$

где $\Delta \Delta$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($З_{\text{рем}}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($З_{\text{ед}}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta \Delta = \Delta Q \times Ц_t = 95,58 \times 0,1364 \times 70,01 \times 62,71 = 57237,19 \text{ руб.} \quad (5.16)$$

$Ц_t$ – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2018 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 70,01\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 62,71 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{476904,69}{1325372,36 + 0,15 \times 572600} \times 100\% = 4,05\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{сп}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{2205 - 1792,4}{2205} \times 100\% = 18,7\%, \quad (5.17)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times \Pi_{\text{э}} \times C_{\text{с}} \quad (5.18)$$

$$\Delta B_{\text{э}} = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 70,01 \times 62,71 = 34342,31 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times \Pi_{\text{вн}} \quad (5.19)$$

$$\Delta B_{\text{вн}} = 95,58 \times (1 - 0,6) \times 25749,79 = 984466 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}}, \quad (5.20)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2018 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ($B_{\text{с}}$).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\Pi - \Pi_{\text{баз}}) \times P}{261},$$

(5.21)

где Π – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$\Pi_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) \quad (5.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559 \text{ руб./т}$ на период с 1 января по 31 декабря 2018 года;

K_B – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

K_D – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{ДВ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{КАН}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов K_B , K_3 , K_D , $K_{ДВ}$, $K_{КАН}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_n \times (B_{\text{с}} \times \frac{(C - C_{\text{баз}})}{261} - D_m) \quad (5.23)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 95,58 \times (919 \times \frac{(70,01 - 15) \times 62,71}{261} - (559 \times 13,22 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 518342,8 \text{ руб.},$$

где $B_{\text{с}}$ – ставка НДПИ, 919 руб./т.

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_n \times X \times C_{\text{ТП}} \times P, \quad (5.24)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$\text{ТП} = 95,58 \times 0,1364 \times 0,6 \times 30 \times 62,71 = 14716,03 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \Pi \times C_{\text{НП}}, \quad (5.25)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

Π – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} \\ &= 984466 + 34342,3 - 6117,1 - 29973,9 - 29476,9 - 48363,5 + 1448472 - 60000 \\ &\quad - 30000 - 518352,8 - 14716,03 = 1730290 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (5.26)$$

$$\text{НП} = 1730290 \times 0,2 = 346058 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 1730290 - 346058 = 1384232 \text{ руб.} \quad (5.27)$$

Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка газосепаратора-диспергатора вместо входного модуля увеличивает среднюю наработку на отказ, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 2,7%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 95,58 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 4,05 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 1384232 рубля. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Фадееву Сергею Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной ВКР является Урманское НГКМ месторождение.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов.	5.1 Производственная безопасность. 5.2 Анализ вредных факторов на рабочем месте: 5.2.1 Отклонение показателей микроклимата. 5.2.2 Повышенная загазованность воздуха. 5.2.3 Превышение уровня шума. 5.2.4 Превышение уровня вибрации. 5.3 Анализ опасных факторов рабочей среды: 5.3.1 Сосуды и аппараты под давлением. 5.3.2 Электробезопасность. 5.3.3 Пожаробезопасность. 5.3.4 Механические повреждения.
3. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	5.4 Экологическая безопасность: 5.4.1 Защита атмосферы. 5.4.2 Защита гидросферы. 5.4.3 Защита литосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	5.5 Меры безопасности при чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации объекта исследования наиболее тяжкий вид ЧС является неконтролируемый выброс нефти.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.	5.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства для условий работы на территории Крайнего Севера. Организация рабочей зоны оператора ДНГ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Фадеев Сергей Евгеньевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Важнейшим приоритетом для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности.

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине, на данных производствах необходимо постоянное улучшение и соблюдение условий и охраны труда, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и заболеваемости, а также выполнение требований промышленной и экологической безопасности.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и газа, создание оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда и повышения его производительности (особое внимание уделяется охране окружающей среды).

В данной работе описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

6.1 Производственная безопасность

На предприятиях работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-2015 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические. [19]

В данном разделе будут проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа. В таблице 6.1 приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Обслуживание технологических установок; 2.Обслуживание фонда скважин; 3.Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4.Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 3.Превышение уровня шума на рабочем месте; 4.Превышение уровня вибрации.	1.Сосуды и аппараты под высоким давлением; 2.Электрический ток; 3.Пожароопасный фактор; 4.Механические повреждения.	1.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. [19] 2.ГОСТ 12.1.005 – 88. [20] 3.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. [21] 4.ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. [22] 5.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. [23] 6.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. [24] 7.ГОСТ 12532-88. [25] 8.ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. [26] 9.СНиП 2.01.02–85. [27] 10.СНиП 2.09.07–85. [28] 11.ГОСТ 12.1.004–76. [29] 12.НПБ 105–03. [30]

6.2 Вредные факторы

6.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки,

находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) большую роль играют метеорологические факторы.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. При температуре воздуха выше 30 °С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны определены в ГОСТ 12.1.005 – 88. [20]

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

6.2.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности

фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³. [21]

Обязательно должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, спецобувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

6.2.3 Превышение уровня шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Согласно ГОСТ 12.01.003-83, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. [22]

В целях борьбы с уровнем шума на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования (шумоглушитель), рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты органов слуха: вкладыши, наушники, шлемы. [23]

6.2.4 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме

труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 6.2 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90. [24]

Таблица 6.2 – Гигиенические нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Общая	-	8	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	11	109	109	109	109	109	109	109
				5							

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой. [23]

6.3 Опасные факторы

6.3.1 Сосуды и аппараты под давлением

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить возможность

снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88. [25]

6.3.2 Электробезопасность

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009. [26]

6.3.3 Пожаробезопасность

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной

температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения. Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»; [27]
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»; [28]
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»; [29]
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности». [30]

Пожарный инвентарь:

- 1) мотопомпы;
- 2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные);
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

6.3.4 Механические повреждения

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от этих опасных факторов на предприятиях применяются козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Работникам должны выдаваться средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. [23] Также необходимо проводить инструктажи персоналу по технике безопасности и регулярно проверять состояния оборудования.

6.4 Экологическая безопасность

6.4.1 Защита атмосферы

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов. Источниками организованных выбросов являются факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа, печи подогрева нефти, котельные, ДЭС, ГПЭС, системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые после нескольких лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских

дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1 - 4 классу опасности.

Сернистый ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК 10 мг/м^3 . [31]

Оксид азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокси азота. NO - кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$.

Двуокись азота NO_2 вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест – $0,085 \text{ мг/м}^3$.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации $0,005 - 0,010 \text{ мг/м}^3$. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина – $5,0 \text{ мг/м}^3$.

Для минимизации негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух на территории разработки Урманского месторождения проводятся следующие мероприятия:

- полная герметизация всего технологического оборудования;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачка нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- утилизация попутного нефтяного газа на нужды промысла.

6.4.2 Защита гидросферы

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- ограничения, предусмотренные для водоохраных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность.

6.4.3 Защита литосферы

При бурении, обустройстве нефтегазовых месторождений, сооружений подземных хранилищ происходят изменения почвенной среды и ландшафта.

Негативное воздействие объектов разработки нефтегазовых месторождений на литосферу выражается в:

- вырубке леса на изымаемых под строительство землях;
- сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;
- возможных аварийных разливах нефти, приводящих к изменению физико-химического состава почвы и оказывающих на неё негативное влияние.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву и растительность необходимо:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83, предусматривать ликвидацию отходов производства. [32]

6.5 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы, метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии; пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: механические повреждения, коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов, некачественные сварные соединения, заводские дефекты.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- приступить к ремонтно – восстановительным работам;
- при возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [33]

6.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Урманское месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. [34]

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.
- За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

К организации рабочего места оператора, контролирующего и регулирующего производственный процесс с центрального пульта, должны предъявляться особые требования. Во-первых, следует рационально размещать контрольно-измерительные приборы на пульте управления и, во-вторых, разделить помещение, в котором работает оператор, на рабочую зону и зону отдыха и соответствующим образом их оснастить.

Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную

позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Выводы к разделу социальная ответственность:

Основной задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе рассмотрения результатов экспериментальных исследований влияния газосодержания у приема насоса на его работу было установлено, что большое количество свободного газа на входе в насос негативно сказывается на его напорно – расходных и энергетических характеристиках, вследствие смещения режима работы насосы от оптимальной области влево по напорной кривой, приводя к снижению его эксплуатационных и технических характеристик. Появление газовых каверн в рабочих органах насоса может приводить к срыву подачи насоса и в дальнейшем к его отказу.

В результате анализа современных методов борьбы с вредным влиянием газа было выявлено, что включение дополнительного оборудования (газосепараторы, диспергаторы, мультифазные насосы) в конструкцию УЭЦН является наиболее эффективным способ борьбы с высоким газосодержанием на входе насоса. Другие рассмотренные методы в связи с политикой интенсификации добычи нефти, проводимой нефтегазодобывающими компаниями в России, в настоящее время являются малоэффективными.

Для обеспечения нормального функционирования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях высокого газового фактора на Урманском НГКМ, было предложено применение сдвоенных газосепараторов, комбинаций газосепаратор+диспергатор и газосепаратор+мультифазный насос+диспергатор.

Рациональный и точный подбор оборудования УЭЦН в скважинах, осложненных наличием большого количества газа, ведет к обеспечению стабильности их работы, повышению МРП и наработки на отказ, что повышает экономическую рентабельность разработки.

Также в работе был рассчитан экономический эффект от внедрения газосепаратора-диспергатора на примере Урманского НГКМ. В связи с положительным экономическим эффектом его применение на данном месторождении является рентабельным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
2. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.
3. Максимов В.П. Работа погружного центробежного насоса на водонефтегазовых смесях / Максимов В.П., Антропов А.Д., Голиков В.И. // Нефтепромысловое дело, 1969, № 5, с. 9 - 11.
4. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Экспериментальное исследование работы ступени погружного центробежного электронасоса при перекачке вязких газожидкостных смесей. - Нефтяное хозяйство, 1966, № 10, с. 51 - 54.
5. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф // – М.: Недра, 1994. – 190 с.
6. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.
7. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором: дис. канд. наук. / Сарачева Д.А. –Уфа, 2016. – 124 с.
8. Атнабаев, З.М. Коэффициент естественной сепарации на приеме насоса / З.М. Атнабаев // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2003. - №12. – С.60-61.
9. Ляпков П.Д. Методика исследования структуры потока газожидкостной смеси в каналах центробежного насоса. - Тр. /МИНХ и ГП, 1972, вып. 99, с. 100 - 106.

10. Гафуров О.Г. Влияние дисперсности газовой фазы на работу ступени погружного электроцентробежного насоса. - Тр. /БашНИПИнефть, 1973, вып.34, с.36 - 49.
11. Репин, Н.Н. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов. - Москва: Недра, 1976. -176с.
12. Подлив дегазированной жидкости для борьбы с вредным влиянием газа на работу погружного центробежного электронасоса /Алибеков Б.И., Листергартен Л.Б., Пирвердян А.М. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1963, №8, с.51 - 55.
13. Агеев Ш.Р. Конический насос как средство повышения эффективности работы и надёжности ЭЦН при откачке газожидкостной смеси. – Доклады XI Всероссийской технической конференции ОАО «АЛНАС». – М.: АЛНАС. – 2002 г.
14. Газосепараторы EZ-Line. Техническое описание. – Тюмень.: ООО «Технологическая компания Шлюмберже», 2010. - 5с.
15. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль. - 2010.- №11. – С.66.
16. Дополнение к технологической схеме разработки Урманского месторождения. – ООО «Газпромнефть-Восток», 2016 г.
17. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – Москва, 2010. - 224 с.
18. РД 39-0147035-202-86. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.
19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

22. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
24. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12532-88. Клапаны предохранительные прямого действия.
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. СНиП 2.01.02–85. Противопожарные нормы.
28. СНиП 2.09.07–85. Производственные помещения.
29. ГОСТ 12.1.004–76. Пожарная безопасность. Общие требования.
30. НПБ 105–03. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
31. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
32. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
33. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
34. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).